

III

(Otros actos)

ESPACIO ECONÓMICO EUROPEO

DECISIÓN DEL ÓRGANO DE VIGILANCIA DE LA AELC

Nº 178/13/COL

de 30 de abril de 2013

por la que se excluyen la prospección y extracción de petróleo y gas natural en la Plataforma Continental Noruega del ámbito de aplicación de la Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales (Noruega)

EL ÓRGANO DE VIGILANCIA DE LA AELC (en lo sucesivo denominado «el Órgano»),

VISTO el Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo (en lo sucesivo denominado «el Acuerdo EEE»),

VISTO el Acto mencionado en el punto 4 del anexo XVI del Acuerdo EEE, por el que se establecen los procedimientos para la adjudicación de contratos públicos en el sector de los servicios públicos (Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 de marzo de 2004, sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales) («Directiva 2004/17/CE») y, en particular, su artículo 30, apartados 1, 4 y 6,

VISTO el Acuerdo entre los Estados de la AELC por el que se instituyen un Órgano de Vigilancia y un Tribunal de Justicia (en lo sucesivo denominado «el Acuerdo de Vigilancia y Jurisdicción») y, en particular, los artículos 1 y 3 de su Protocolo 1,

VISTA la Decisión del Órgano de Vigilancia de la AELC, de 19 de abril de 2012, por la que se autoriza al miembro responsable de la contratación pública para adoptar determinadas decisiones en el ámbito de la contratación pública (Decisión nº 138/12/COL),

PREVIA consulta al Comité de adjudicación de contratos públicos de la AELC,

Considerando lo siguiente:

I. HECHOS

1 PROCEDIMIENTO

(1) Por carta con fecha de 5 de noviembre de 2012 ⁽¹⁾ y tras las negociaciones de notificación previa, el Órgano reci-

⁽¹⁾ Recibida por el Órgano el 6 de noviembre de 2012 (ref. nº 652027).

bió una solicitud del Gobierno de Noruega de adoptar una decisión por la que se establezca la aplicabilidad del artículo 30, apartado 1, de la Directiva 2004/17/CE, a las actividades relacionadas con el petróleo en la Plataforma Continental Noruega (en lo sucesivo denominada «PCN»). El 25 de enero de 2013, el Órgano remitió una carta al Gobierno de Noruega en la que le solicitó la presentación de información adicional ⁽²⁾, a la que Noruega respondió con otra carta con fecha de 15 de febrero de 2013 ⁽³⁾. El 4 de marzo de 2013 tuvo lugar una conferencia telefónica en la que se trataron la notificación y la respuesta del Gobierno noruego ⁽⁴⁾. Asimismo, el Órgano envió una serie de cartas al Comité de adjudicación de contratos públicos de la AELC, con fecha de 22 de marzo de 2013, para consultarle acerca de la cuestión y solicitar su opinión en este sentido conforme a un procedimiento escrito ⁽⁵⁾. El Comité, previa votación de sus miembros, emitió un dictamen favorable el 16 de abril de 2013 acerca del proyecto de decisión del Órgano ⁽⁶⁾.

(2) La solicitud del Gobierno de Noruega se refiere a la prospección y explotación de petróleo y gas natural en la PCN, incluido su desarrollo (es decir, el establecimiento de la infraestructura adecuada para la futura producción, como plataformas de explotación, conductos, terminales, etc.). El Gobierno noruego ha descrito tres actividades en la solicitud presentada:

- a) prospección de petróleo y gas natural;
- b) explotación de petróleo y
- c) producción de gas natural.

⁽²⁾ Ref. nº 657306.

⁽³⁾ Recibida por el Órgano el 19 de febrero de 2013 (ref. nº 663304).

⁽⁴⁾ Ref. nº 665288.

⁽⁵⁾ Ref. nº 666730, ref. nº 666722 y ref. nº 666680.

⁽⁶⁾ Ref. nº 669171.

2 MARCO JURÍDICO

- (3) El artículo 30, apartado 1, de la Directiva 2004/17/CE pretende permitir una exención de los requisitos establecidos en las normas de contratación pública en una situación en que los operadores del mercado actúen de manera competitiva. El artículo 30, apartado 1, de la Directiva dispone lo siguiente:

«La presente Directiva no se aplicará a los contratos destinados a hacer posible la prestación de una actividad contemplada en los artículos 3 a 7, siempre que en el Estado miembro en que se efectúe dicha actividad ésta esté sometida directamente a la competencia en mercados cuyo acceso no esté limitado».

- (4) El artículo 30, apartado 1, de la Directiva contempla dos requisitos que han de satisfacerse antes de que el Órgano pueda adoptar una decisión favorable en relación con una solicitud de exención en virtud del artículo 30, apartado 4, teniendo en cuenta el artículo 30, apartado 6, de la Directiva.
- (5) El primer requisito establecido en el artículo 30, apartado 1, de la Directiva 2004/17/CE dispone que la actividad se desarrolle en mercados cuyo acceso no esté limitado. Según se contempla en el artículo 30, apartado 3, de la Directiva, «se considerará que el acceso a un mercado no está limitado cuando el Estado miembro haya incorporado a su legislación nacional y aplicado las disposiciones de la legislación comunitaria mencionada en el anexo XI». En el anexo XI de esta Directiva se enumeran varias directivas.
- (6) Entre las directivas mencionadas en el anexo XI destaca la Directiva 94/22/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 1994, sobre las condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos⁽⁷⁾, que se incorporó a la legislación del EEE en 1995 y a la que se hace referencia en el punto 12 del anexo IV del Acuerdo EEE.
- (7) La Directiva 98/30/CE es otra de las directivas citadas en el anexo XI, que fue sustituida por la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE. Esta última se incorporó a la legislación del EEE en 2005 y se menciona en el punto 23 del anexo IV del Acuerdo EEE⁽⁸⁾.

⁽⁷⁾ DO L 164 de 30.6.1994, p. 3 y DO L 79 de 29.3.1996, p. 30, e incorporado al Acuerdo EEE mediante la decisión del Comité mixto n° 19/95 (DO L 158 de 8.7.1995, p. 40 y Suplemento EEE n° 25 de 8.7.1995, p. 1) (en lo sucesivo denominada «la Directiva de licencias»).

⁽⁸⁾ DO L 176 de 15.7.2003, p. 57, rectificado por el DO L 16 de 23.1.2004, p. 74, e incorporado al Acuerdo EEE mediante la decisión del Comité mixto n° 146/2005 (DO L 53 de 23.2.2006, p. 43 y Suplemento EEE n° 10 de 23.2.2006, p. 17) (en lo sucesivo denominada «la Directiva del gas»). Esta Directiva fue sustituida por la Directiva 2003/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la 2003/55/CE (DO L 211 de 14.8.2009, p. 94), pero esta última aún no se ha incorporado a la legislación del EEE.

- (8) Por consiguiente, puede considerarse que el acceso al mercado no está limitado si Noruega ha incorporado y aplicado correctamente los actos a los que se hace referencia en los puntos 12 y 23 del anexo IV del Acuerdo EEE, que se corresponden con la Directiva 94/22/CE y la Directiva 2003/55/CE, respectivamente⁽⁹⁾.
- (9) El segundo requisito del artículo 30, apartado 1, de la Directiva 2004/17/CE establece que la actividad debe estar sometida directamente a la competencia en el Estado de la AELC en que se realice. A efectos de determinar si una actividad está sometida directamente a la competencia, se utilizan «criterios que sean conformes a las disposiciones del Tratado en materia de competencia, como las características de los bienes o servicios de que se trate, la existencia de bienes o servicios alternativos, los precios y la presencia real o potencial de más de un proveedor de los bienes o servicios de que se trate»⁽¹⁰⁾.
- (10) La existencia de una exposición directa a la competencia debe evaluarse con arreglo a distintos indicadores, ninguno de los cuales es decisivo por sí mismo. Por lo que se refiere a los mercados objeto de la presente Decisión, un criterio que ha de tenerse en cuenta es la cuota de mercado que los principales operadores poseen en ellos. Otro criterio es el grado de concentración de esos mercados⁽¹¹⁾. La exposición directa a la competencia se evalúa con arreglo a criterios objetivos, teniendo en cuenta las características específicas del sector de que se trate. Dado que las condiciones varían para las diferentes actividades objeto de la presente Decisión, se hará una evaluación independiente de cada actividad o mercado de referencia.
- (11) La presente Decisión se adopta solamente a efectos de la concesión de una exención con arreglo a lo dispuesto en el artículo 30 de la Directiva 2004/17/CE, sin perjuicio de la aplicación de las normas de competencia.

3 SISTEMA NORUEGO DE LICENCIAS

- (12) La ley noruega relativa al petróleo⁽¹²⁾ proporciona la base jurídica correspondiente para el sistema de licencias

⁽⁹⁾ Véase la sección 5.

⁽¹⁰⁾ Artículo 30, apartado 2, de la Directiva 2004/17/CE.

⁽¹¹⁾ Véase también la Decisión del Órgano de Vigilancia de la AELC, de 22 de mayo de 2012, que excluye la producción y venta al por mayor de electricidad en Noruega del ámbito de aplicación de la Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales (Decisión n° 189/12/COL, DO L 287 de 18.10.2012, p. 21 y Suplemento EEE n° 58 de 18.10.2012, p. 14).

⁽¹²⁾ Ley de 19 de noviembre de 1996 n° 72 relativa a las actividades petroleras. (<http://www.npd.no/en/Regulations/-Acts/Petroleum-activities-act>). La Directiva 94/22/CE sobre la concesión de licencias para hidrocarburos se incorpora en la ley noruega relativa al petróleo a partir del 1 de septiembre de 1995 y en los Reglamentos relativos a la ley que regula el petróleo (Reglamento de Noruega n° 653, de 27 de junio de 1997) (<http://www.npd.no/en/Regulations/Regulations/Petroleum-activities/>).

que regula las actividades petroleras en la PCN. La ley relativa al petróleo y los reglamentos sobre petróleo regulan la concesión de licencias para la prospección y explotación de petróleo y gas natural en la PCN. El Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega anuncia los bloques para los que las empresas pueden solicitar una licencia. El Consejo Real de Noruega concede la licencia de explotación, para lo que se tienen en cuenta una serie de criterios fácticos y objetivos⁽¹³⁾. Por norma general, la licencia de explotación se concede a un grupo de empresas, en el que se designa a una de ellas como el operador responsable de la gestión diaria de la licencia.

- (13) En Noruega se dan dos tipos de concesión de licencias: i) la concesión de licencias para zonas poco desarrolladas de la PCN (concesión de licencias numeradas) y ii) las concesiones en áreas predefinidas (concesión para APA) para zonas desarrolladas. Ambos tipos de concesión de licencias son similares, salvo en la forma en que se inician. La concesión de licencias APA se realiza con carácter anual y abarca la superficie de la PCN que se considera madura (es decir, cuya geología se conoce perfectamente)⁽¹⁴⁾. La concesión de licencias numeradas se efectúa (como promedio) cada dos años y abarca zonas inmaduras (es decir, cuya geología se conoce poco)⁽¹⁵⁾. La

⁽¹³⁾ Véanse las secciones 3-3 y 3-5 de la ley noruega relativa al petróleo y la sección 10 del Reglamento noruego sobre el petróleo.

⁽¹⁴⁾ Los criterios para las zonas maduras se describen en el documento técnico presentado al Parlamento noruego «An industry for the future – Norway's petroleum activities» (*Una industria para el futuro – Actividades petroleras en Noruega*). (Meld. St. 28 (2010-2011) Informe al Parlamento noruego (Storting), p. 88). Se han aplicado los siguientes criterios para la ampliación del espacio APA: i) zonas cercanas a la infraestructura (que comprende tanto la infraestructura existente como la programada, con posibles recursos en zonas consideradas importantes desde el punto de vista temporal); ii) zonas con un historial de prospección (que abarcan zonas adjudicadas y abandonadas anteriormente, zonas con modelos conocidos y zonas situadas entre espacios adjudicados y cedidos); y iii) zonas que bordean los espacios predefinidos existentes, pero que no se han solicitado en las concesiones de licencias numeradas (véase <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/press-center/press-releases/2013/apa-2013-acreage-announcement.html?id=714569>). Se han concedido 324 licencias de explotación en total desde que se instauró el sistema APA en 2003, y se han encontrado 32 yacimientos en total (Meld. St. 28 (2010-2011). Informe para el Parlamento noruego (Storting), pp. 86-87).

⁽¹⁵⁾ La concesión de licencias numeradas está dirigida a zonas sobre las que se tiene un conocimiento geológico limitado, y donde la prospección ha de realizarse de forma paulatina. Se han adjudicado zonas a través de 21 concesiones de licencias numeradas, con licencias adjudicadas en la concesión número 21 en la primavera de 2011 (documento técnico «An industry for the future – Norway's petroleum activities» (*Una industria para el futuro – Actividades petroleras en Noruega*). (Meld. St. 28 (2010-2011) Informe para el Parlamento noruego (Storting), p. 21). Las concesiones de licencias numeradas comprenden principalmente las zonas fronterizas de la PCN donde la posibilidad de encontrar yacimientos es mayor. La concesión de licencias número 22 se inició el 2 de noviembre de 2011 con la adjudicación prevista de nuevas licencias de explotación para la primavera de 2013 (<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/-pressesenter/pressemeldinger/2011/initiates-22nd-licensing-round.html?id=661990>). Véase también la publicación del Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega en colaboración con la Dirección General de Petróleo de Noruega «Facts 2012 – The Norwegian Petroleum Sector» (*Hechos 2012 – El sector petrolero de Noruega*), capítulo 5 sobre la actividad de prospección, p. 30 y ss. (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

concesión de licencias numeradas la inicia el Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega, para lo que invita a las empresas activas en la PCN a designar las zonas (bloques) que desean incluir en la próxima concesión de licencias. Las condiciones legales (leyes, reglamentos y documentos de licencia) que regulan ambos tipos de concesiones de licencias son exactamente las mismas. El Gobierno de Noruega ha informado al Órgano de que las actividades de prospección desarrolladas en el marco de ambos tipos de concesión de licencias también son las mismas.

- (14) En las concesiones de licencias, las empresas petroleras cualificadas solicitan licencias de explotación, a saber, el derecho exclusivo a desarrollar actividades petroleras en la PCN. Tal y como se establece en la sección 1-6, letra c), de la Ley noruega relativa al petróleo, las actividades petroleras comprenden «todas las actividades asociadas con los depósitos de petróleo submarinos, entre otras, la prospección, el sondeo de reconocimiento, la explotación, el transporte, la utilización y el desmantelamiento, incluida la planificación de las mencionadas actividades, pero no el transporte masivo de petróleo en buques». En consecuencia, en la concesión de licencias, las empresas solicitan el derecho exclusivo a prospectar y explotar el petróleo y el gas natural que puedan hallarse en la zona comprendida en la licencia de explotación.

- (15) Cuando se encuentra petróleo o gas natural, si deciden desarrollar el yacimiento, los licenciatarios están obligados a presentar un plan de desarrollo y operaciones (en lo sucesivo denominado «PDO») del yacimiento al Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega para que este último dé su aprobación⁽¹⁶⁾ que, en última instancia, otorga a los licenciatarios el derecho exclusivo a empezar a desarrollarlo para más tarde explotarlo. El petróleo explotado se convierte en propiedad de cada uno de los licenciatarios.

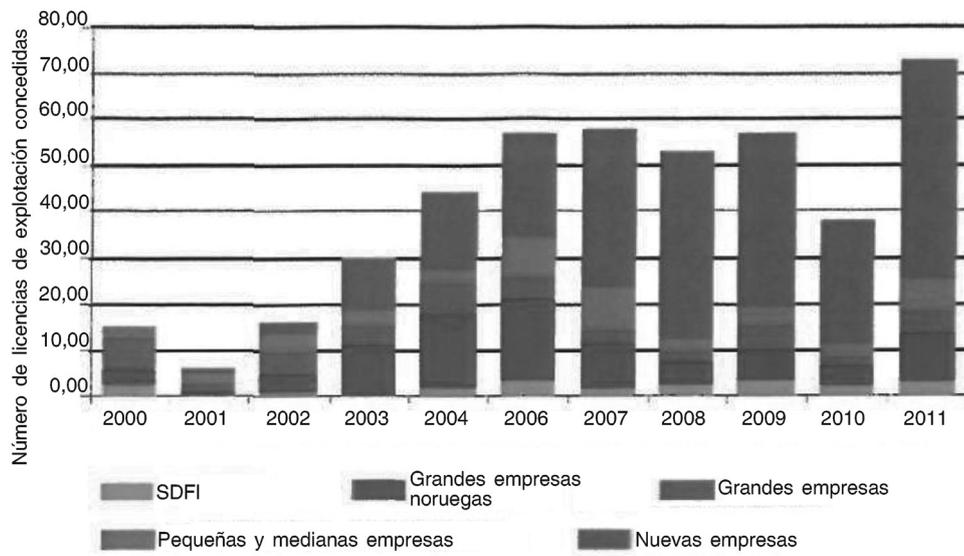
- (16) Las empresas licenciatarias en la PCN comprenden desde grandes empresas petroleras internacionales hasta empresas petroleras muy pequeñas, muchas de las cuales son operadores nuevos en la PCN desde los últimos diez años aproximadamente.

- (17) El Gobierno de Noruega presenta los siguientes gráficos, donde refleja las actividades en la PCN relativas a las nuevas licencias de explotación concedidas, la superficie objeto de explotación y el número de empresas de la PCN⁽¹⁷⁾.

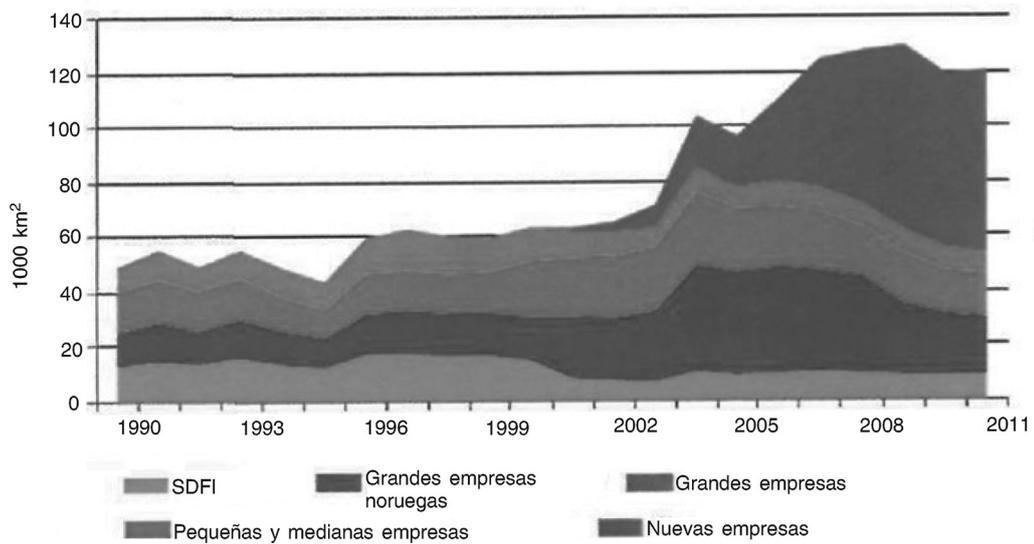
⁽¹⁶⁾ Véase la sección 4-2 de la ley noruega relativa al petróleo.

⁽¹⁷⁾ Las siglas SDFI que aparecen en los dos primeros gráficos hacen referencia al interés financiero directo del Estado noruego. El Estado noruego tiene importantes participaciones en licencias de petróleo y gas en la PCN mediante el SDFI. La cartera del SDFI la gestiona la empresa pública Petoro AS (www.petoro.no).

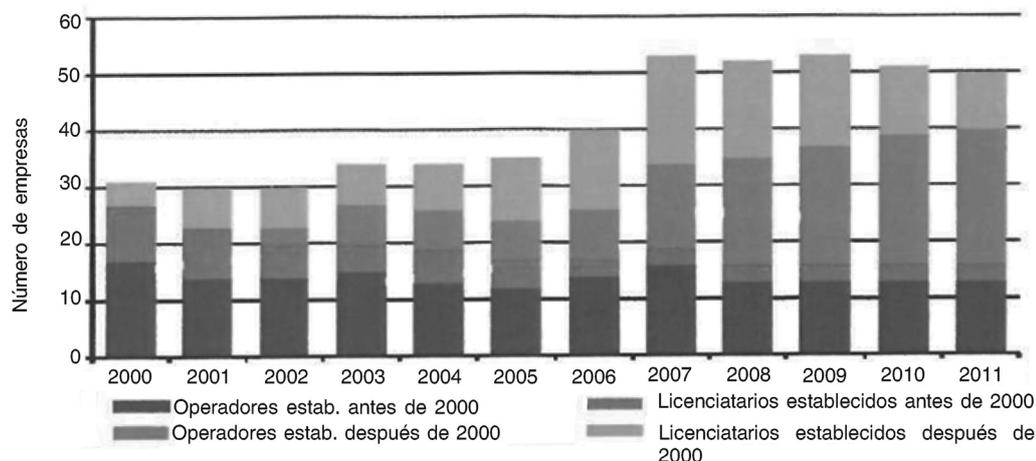
Número de licencias de explotación concedidas:



Superficie objeto de explotación:



Número de empresas de la PCN:



II. EVALUACIÓN

4 ACTIVIDADES CONTEMPLADAS EN ESTA DECISIÓN

- (18) La solicitud del Gobierno de Noruega de una exención en virtud del artículo 30 de la Directiva 2004/17/CE abarca tres actividades independientes en la PCN: a) la prospección de petróleo y gas natural; b) la explotación de petróleo, y c) la explotación de gas natural. El Órgano ha examinado las tres actividades por separado ⁽¹⁸⁾.
- (19) A los efectos de la presente Decisión, el término «explotación» también comprenderá el término «desarrollo», a saber, el establecimiento de la infraestructura adecuada de explotación, como plataformas de explotación, conductos, terminales, etc. No obstante, el transporte de gas natural desde la PCN al mercado a través de la red de gasoductos ascendente queda excluido de la presente Decisión.

5 ACCESO AL MERCADO

- (20) La Directiva 94/22/CE (la Directiva de licencias) se incorporó al punto 12 del anexo IV del Acuerdo EEE mediante la Decisión del Comité mixto n^o 19/1995, que entró en vigor el 1 de septiembre de 1995.

⁽¹⁸⁾ Esto está en consonancia con la práctica de la Comisión Europea en las decisiones sobre concentraciones y en las decisiones por las que concede una exención en virtud del artículo 30 de la Directiva 2004/17/CE. Véanse, en particular, la Decisión de la Comisión Europea, de 29 de septiembre de 1999, por la que una operación de concentración se declara compatible con el mercado común y el acuerdo EEE (Asunto IV/M.1383 – Exxon/Mobil); la Decisión de la Comisión Europea, de 29 de septiembre de 1999, por la que una operación de concentración se declara compatible con el mercado común y el acuerdo EEE (Asunto IV/M.1532 – BP Amoco/Arco); la Decisión de la Comisión Europea, de 5 de julio de 1999, por la que una operación de concentración se declara compatible con el mercado común y el acuerdo EEE (COMP/M.1573 – Norsk Hydro/Saga), la Decisión de la Comisión Europea, de 3 de mayo de 2007, por la que una operación de concentración se declara compatible con el mercado común y el acuerdo EEE (Asunto IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO); la Decisión de la Comisión Europea, de 19 de noviembre de 2007, por la que una operación de concentración se declara compatible con el mercado común (Asunto COMP/M.4934 – KAZMUNAIGAZ/ROMPETROL) y la Decisión de la Comisión Europea, de 21 de agosto de 2009, por la que una operación de concentración se declara compatible con el mercado común (Asunto COMP/M.5585 – Centrica/Venture production). Véanse también la Decisión de Ejecución de la Comisión, de 28 de julio de 2011, por la que se excluye la prospección de petróleo y gas y la explotación de petróleo en Dinamarca, con exclusión de Groenlandia y las Islas Feroe, del ámbito de la Directiva 2004/17/CE (DO L 166 de 25.6.2011, p. 20); la Decisión de Ejecución de la Comisión, de 24 de junio de 2011, por la que se excluye la prospección de petróleo y gas y la explotación de petróleo en Italia del ámbito de aplicación de la Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales (DO L 166 de 25.6.2011, p. 28); la Decisión de la Comisión, de 29 de marzo de 2010, por la que se excluye la prospección y explotación de petróleo y gas en Inglaterra, Escocia y País de Gales del ámbito de aplicación de la Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales (DO L 84 de 31.3.2010, p. 52) y la Decisión de Ejecución de la Comisión que excluye la prospección y explotación de petróleo y gas en los Países Bajos del ámbito de aplicación de la Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales (DO L 181 de 14.7.2009, p. 53).

- (21) El Gobierno de Noruega informó al Órgano acerca de la transposición de esta Directiva el 18 de marzo de 1996. El Órgano realizó una evaluación de conformidad, tras la cual Noruega introdujo una serie de modificaciones en su legislación. Después de realizar dichas modificaciones, el Órgano consideró que Noruega había incorporado correctamente la Directiva de licencias.
- (22) La Directiva 2003/55/CE (la Directiva del gas) se incorporó al punto 23 del Acuerdo EEE mediante la Decisión del Comité mixto n.º 146/2005/CE el 2 de diciembre de 2005. La Directiva entró en vigor el 1 de junio de 2007 para los Estados de la AELC adheridos al EEE.
- (23) El Gobierno de Noruega notificó la ejecución parcial de la Directiva del gas el 4 de junio de 2007 y la ejecución total el 19 de febrero de 2008. En este caso, el Órgano también realizó una evaluación de conformidad de dicha Directiva. Tras una serie de modificaciones introducidas en la legislación nacional de Noruega, el Órgano consideró que Noruega había incorporado correctamente la Directiva del gas.
- (24) En vista de la información presentada en la presente sección, y a efectos del propósito perseguido, aparentemente Noruega ha incorporado y aplicado correctamente las leyes a que se hace referencia en los puntos 12 y 23 del anexo IV del Acuerdo EEE, que se corresponden con la Directiva 94/22/CE y la Directiva 2003/55/CE, respectivamente.
- (25) Por consiguiente, de conformidad con el artículo 30, apartado 3, párrafo primero, de la Directiva 2004/17/CE, debe considerarse que el acceso al mercado no está limitado en el territorio noruego, incluida la PCN.

6 EXPOSICIÓN A LA COMPETENCIA

- (26) Tal como se ha expuesto anteriormente, el Órgano opina que es necesario examinar si los sectores interesados están sometidos directamente a la competencia, para lo que ha analizado las pruebas facilitadas por el Gobierno de Noruega, que ha complementado con las pruebas públicas disponibles cuando lo ha considerado conveniente.
- (27) La prospección de petróleo y gas natural consiste en encontrar nuevas reservas de recursos de hidrocarburos. La explotación comprende tanto el establecimiento de las infraestructuras adecuadas para la explotación como la utilización de los recursos. Por otra parte, la prospección del petróleo y el gas natural constituye un mercado de productos de referencia independiente de los mercados de explotación de petróleo y gas natural. Esta definición se basa en que no es posible determinar desde el principio si la prospección terminará o no con un descubrimiento de petróleo o gas natural. El Gobierno de Noruega ha confirmado que esto se aplica tanto a la concesión de licencias numeradas como a la concesión de licencias APA. Esta definición de mercado también está en consonancia con la práctica de la Comisión Europea ⁽¹⁹⁾.
- (28) La prospección de zonas inmaduras y maduras la llevan a cabo los mismos tipos de empresas y, a su vez, las actividades se sirven del mismo tipo de tecnología, con independencia del tipo de concesión de licencias aplicable. Si bien la geología se conoce mejor en el caso de las concesiones de licencias APA, las empresas petroleras no saben a ciencia cierta si existe o no petróleo ni si un posible yacimiento contendrá petróleo o gas natural, o ambos. Por todo ello, el Órgano considera que el mercado de referencia es la prospección de petróleo y gas natural, ya que comprende actividades de prospección cubiertas por la concesión de licencias numeradas y la concesión de licencias APA.
- (29) Las empresas dedicadas a actividades de prospección no tienden a limitarlas a una zona geográfica concreta, ya que la mayoría de las empresas gozan de una presencia global. En sus decisiones, la Comisión Europea ha mantenido reiteradamente que el mercado de la prospección tiene un alcance geográfico mundial ⁽²⁰⁾, y el Gobierno de Noruega concuerda con la definición de mercado geográfico de la Comisión. Asimismo, el Órgano considera que el mercado geográfico de referencia también tiene carácter mundial.

6.1.2 Exposición directa a la competencia

- (30) Durante el período 2011-2013, se ha reconocido a unas 50 empresas la condición de licenciatarias en virtud de las licencias de explotación concedidas, gracias a lo cual han podido desarrollar actividades de prospección en la PCN ⁽²¹⁾.
- (31) Las cuotas de mercado de los operadores que se dedican a la prospección suelen medirse por referencia a dos variables: reservas probadas y explotación prevista. ⁽²²⁾
- (32) Las reservas de petróleo probadas a escala mundial en 2011 ascendieron a 1,6526 billones de barriles, y la cifra

6.1 Prospección de petróleo y gas natural

6.1.1 Mercado de referencia

- (27) La prospección de petróleo y gas natural consiste en encontrar nuevas reservas de recursos de hidrocarburos. La explotación comprende tanto el establecimiento de las infraestructuras adecuadas para la explotación como la utilización de los recursos. Por otra parte, la prospección del petróleo y el gas natural constituye un mercado de productos de referencia independiente de los mercados de explotación de petróleo y gas natural. Esta definición se basa en que no es posible determinar desde el principio

⁽¹⁹⁾ Véanse la Decisión de la Comisión Europea, de 23 de enero de 2003, por la que una operación de concentración se declara compatible con el mercado común (Asunto COMP/M.3052 – ENI/FORTUM GAS), Asunto IV/M.1383 – Exxon/Mobil, y las decisiones de ejecución de la Comisión Europea sobre Dinamarca, Italia, Inglaterra, Gales, Escocia y los Países Bajos (véase la nota 18).

⁽²⁰⁾ Véanse, por ejemplo, el Asunto COMP/M.3052 – ENI/FORTUM GAS (apartado 13) y el Asunto COMP/M.4545 – STATOIL/HYDRO (apartado 7) (véase la nota 18).

⁽²¹⁾ La cifra abarca ambas licencias de explotación de la ronda de concesión de licencias numeradas y del sistema APA (véase la Ref. n.º 663313, pp. 1-20).

⁽²²⁾ Véase, por ejemplo, la Decisión de la Comisión Europea en Exxon/Mobil (apartados 25 y 27) (nota 18).

correspondiente para el gas natural ascendió a 208,4 billones de metros cúbicos, o lo que es lo mismo, 1,3108 billones de barriles equivalentes de petróleo (23). A finales de 2011, las reservas de petróleo probadas en Noruega ascendieron a 6 900 millones de barriles, lo que representa un 0,4 % de las reservas en todo el mundo (24). En cuanto al gas natural, las reservas probadas en Noruega en 2011 ascendieron a 2,1 billones de metros cúbicos, a saber, el 1 % de las reservas mundiales (25). Ninguna de las cinco empresas más destacadas operativas en la PCN representa una cuota mundial de minas probadas superior al 1 % (26).

- (33) El Gobierno de Noruega no dispone de información acerca de las cuotas de mercado mundiales de las cinco empresas más destacadas de la PCN medidas en términos de explotación prevista. No obstante, es razonable asumir que existe una relación directa entre las reservas probadas de petróleo y gas natural y la explotación prevista en el futuro (27). Habida cuenta de la información disponible, no es probable que las cuotas de mercado mundiales de las empresas más importantes en la PCN medidas en términos de explotación prevista puedan producir algún cambio en la evaluación del Órgano.
- (34) Asimismo, el Órgano ha considerado la información acerca del número de solicitudes de licencias en la PCN y los nuevos participantes en ella. Las cifras recibidas por parte del Gobierno de Noruega acerca de la concesión de licencias en las tres últimas rondas de concesiones de licencias en la PCN (celebradas en 2011-2012) revelan que el número de solicitudes ha ascendido a nueve empresas por cada licencia anunciada. En el período comprendido entre 2008 y 2012, se concedió una licencia de explotación a 13 nuevos candidatos para la PCN. Por tanto, resulta considerable el número de empresas a las que se han concedido licencias para operar en la PCN (28).
- (35) Sobre la base de los elementos anteriores, el grado de concentración de la prospección de petróleo y gas natural en el mercado mundial debe caracterizarse como bajo. Es probable que las empresas activas en este mercado estén sometidas a una presión competitiva considerable. No existe indicador alguno de que el sector no está funcionando conforme al impulso del mercado. Por tanto, el Órgano concluye que el mercado de la prospección de petróleo y gas natural está directamente sometido a la competencia en el sentido de la Directiva 2004/17/CE.

(23) Véase el informe estadístico de BP de junio de 2012 en el sector de la energía «BP Statistical Review of World Energy» (en lo sucesivo denominado «las estadísticas de BP»), página 6 (http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_report_2012.pdf).

(24) Véanse las Estadísticas de BP, p. 6.

(25) Véanse las Estadísticas de BP, p. 20.

(26) Véase la carta que el Gobierno de Noruega envió al Órgano con fecha de 15 de febrero de 2012 (ref. nº 663313, p. 22).

(27) Véanse, por ejemplo, la Decisión de Ejecución de la Comisión Europea sobre Dinamarca (véase la nota 18) y la Decisión de Ejecución de la Comisión relativa a Italia (véase la nota 18).

(28) Véase también la publicación del Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega en colaboración con la Dirección General de Petróleo de Noruega «Facts 2012 – The Norwegian Petroleum Sector» (Hechos 2012 – El sector petrolero de Noruega), capítulo 5 *Player scenario and activity*, pp. 33-35 (<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-5/>).

6.2 Explotación de petróleo

6.2.1 Mercado de referencia

- (36) El petróleo constituye un producto primario mundial, y su precio está sujeto a la oferta y la demanda mundial. Según la práctica establecida de la Comisión Europea (29), el desarrollo y la explotación de petróleo constituyen un mercado de productos independiente con un alcance geográfico mundial. El Gobierno de Noruega está de acuerdo con esta definición de mercado (30), y el Órgano mantiene esta misma definición a los efectos de la presente Decisión.

6.2.2 Exposición directa a la competencia

- (37) Cuando se encuentra petróleo (o gas natural), los licenciatarios, si deciden desarrollar el yacimiento, están obligados a presentar un plan de desarrollo y operaciones (en lo sucesivo denominado «PDO») del yacimiento al Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega para que este manifieste su aprobación. Los yacimientos de la PCN en los que principalmente se explota petróleo (31) y para los que se ha presentado y aprobado un PDO durante los cinco últimos años son los siguientes:

Año	Descripción (Nombre del yacimiento y licencia)	Beneficiario de la concesión
2008	Morvin, PL134B	Statoil Petroleum Eni Norge Total E&P Norge
2009	Goliat, PL229	Eni Norge Statoil Petroleum
2011	Knarr, PL373S	BG Norge Idemitsu Petroleum Norge Wintershall Norge RWE Dea Norge
2011	Ekofisk Sør, Eldfisk II, PL	ConocoPhillips Total E&P Norge Eni Norge Statoil Petroleum Petoro AS
2011	Vigdis nordøst, PL089	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norway Idemitsu Petroleum Norge Total E&P Norge RWE Dea Norge

(29) Véase la nota 18.

(30) No obstante, habida cuenta de que la mayoría de los yacimientos de la PCN contienen petróleo y gas, el Gobierno de Noruega ha manifestado que la explotación conjunta de petróleo y gas en los yacimientos no permite distinguir entre ambos sectores dentro del marco de la Directiva 2004/17/CE.

(31) Habida cuenta de que los yacimientos contienen petróleo y gas, el cuadro de esta sección 6.2 incluye los yacimientos en los que se explota petróleo principalmente. Los yacimientos en los que se explota gas principalmente se enumeran más adelante, en la sección 6.3.

Año	Descripción (Nombre del yacimiento y licencia)	Beneficiario de la concesión
2011	Stjerne, parte de Oseberg Sør PL079, PL104	Statoil Petroleum Petoro AS Total E&P Norge ConocoPhillips
2011	Hyme, PL348	Statoil Petroleum GDF Suez E&P Norge Core Energy E.ON E&P Norge Faroe Petroleum Norge VNG Norge
2011	Brynhild, PL148	Lundin Norway Talisman Energy Norway
2012	Jette, PL027C, PL169C, PL504	Det norske oljeselskap Petoro AS
2012	Skuld, PL128	Statoil Petroleum Petoro AS Eni Norge
2012	Edvard Grieg, PL338	Lundin Norway Wintershall Norge OMV Norge
2012	Bøyla, PL340	Marathon Oil Norge ConocoPhillips Lundin Norway

Año	Descripción (Nombre del yacimiento y licencia)	Beneficiario de la concesión
2012	Svalin, PL169	Statoil Petroleum Petoro AS ExxonMobil E&P Norway

(38) En definitiva, entre 2008 y 2012, se han aprobado PDO para la explotación de petróleo para un total de veinte empresas. Asimismo, en 2010, el Ministerio de Petróleo y Energía aceptó un PDO que comprendía tres nuevos operadores de mercado ⁽³²⁾.

(39) Además de las empresas noruegas de titularidad pública, la lista de licenciatarios incluye tanto grandes como pequeñas empresas petroleras. El Gobierno de Noruega sostiene que la mayoría de las empresas petroleras de la PCN forman parte de corporaciones con una cartera de negocios global diversificada. Esto significa, por tanto, que gran parte del petróleo explotado se vende a empresas asociadas, si bien más de la mitad de la producción se vende en el mercado al contado. En el gráfico siguiente se representa el volumen de venta de petróleo en 2009 extraído de la PCN.

Volumen de venta de petróleo en 2009 extraído de la PCN:

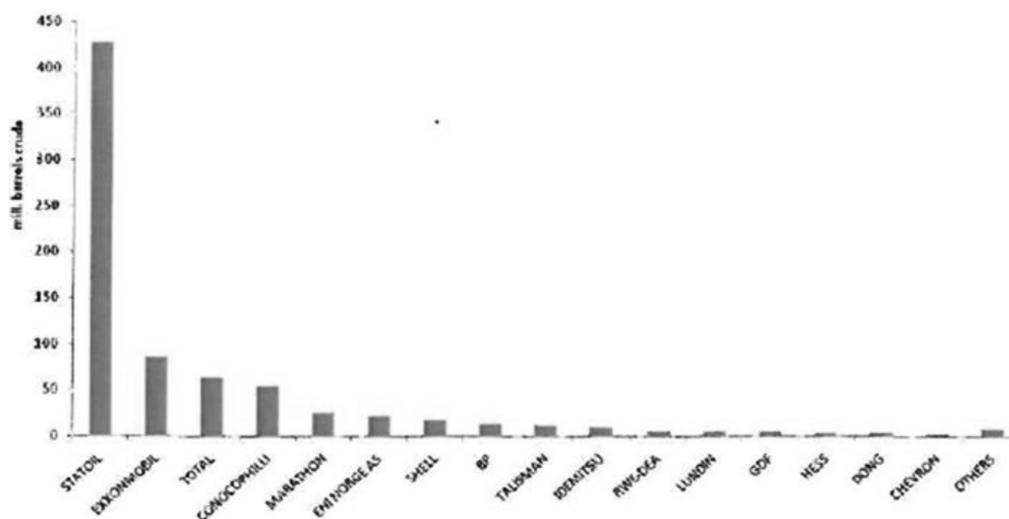


Gráfico. Vendedores de petróleo noruego en 2009. La categoría Otros incluye a Altinex Oil, Bayerngas, Ruhrgas, Dana, Wintershall, Det Norske Oljeselskap, VNG, Revus Energy, Endeavour y EADS (MPE).

⁽³²⁾ Véase la carta que el Gobierno de Noruega envió al Órgano con fecha de 15 de febrero de 2013 (ref. n° 663313, p. 25).

- (40) La producción diaria total de petróleo a escala mundial en 2011 ascendió a 83 576 000 barriles. También en 2011 el volumen diario total de producción en Noruega ascendió a 2 039 000 barriles, una cifra que representa el 2,3 % de la producción mundial ⁽³³⁾.
- (41) En cuanto a la explotación de petróleo en la PCN, Statoil representaba la cuota máxima en 2011. Entre otros productores de la PCN se encontraban grandes empresas petroleras internacionales, como ExxonMobil, Total, ConocoPhillips, Marathon, Shell, BP y Eni. Ninguno de estos operadores tenía una cuota de mercado en el mercado mundial de explotación de petróleo en 2011 superior al 3 % ⁽³⁴⁾. Por tanto, el grado de concentración en el mercado de referencia en su conjunto era bajo.
- (42) En sus decisiones con arreglo a la Directiva 2004/17/CE, la Comisión Europea consideró que el mercado mundial de la explotación de petróleo se caracteriza por una fuerte competencia entre distintos operadores ⁽³⁵⁾. No hay indicios de que esta situación haya cambiado durante los últimos años.
- (43) En vista de lo anterior, el Órgano concluye que no hay ningún indicador de que el sector no está funcionando conforme al impulso del mercado y, por ello, también concluye que el mercado del desarrollo y la explotación de petróleo está directamente sometido a la competencia en el sentido de la Directiva 2004/17/CE.

6.3 Producción de gas natural

6.3.1 Mercado de referencia

- (44) La Comisión Europea ha estudiado el mercado del desarrollo, la explotación y la venta al por mayor de gas en el marco del Reglamento de concentraciones de la UE ⁽³⁶⁾ en una serie de decisiones en las que ha considerado que existe un mercado para el suministro ascendente de gas (que comprende también el desarrollo y la explotación de gas) a los clientes del EEE (es decir, el gas que se explota en los yacimientos de gas y se vende a los clientes —incluidos los nacionales— del EEE) ⁽³⁷⁾.

⁽³³⁾ Véanse las Estadísticas de BP, p. 8.

⁽³⁴⁾ Véase la carga que el Gobierno de Noruega envió al Órgano con fecha de 15 de febrero de 2012 (ref. n.º 663313, p. 26).

⁽³⁵⁾ Véase la Decisión de Ejecución de la Comisión Europea relativa a Dinamarca (apartado 16) (nota 18). Véanse también la Decisión de Ejecución de la Comisión relativa a Italia (apartado 16), la Decisión de Ejecución de la Comisión relativa a Inglaterra, Escocia y Gales (apartado 16) y la Decisión de Ejecución de la Comisión relativa a los Países Bajos (apartado 12) (véase la nota 18).

⁽³⁶⁾ Reglamento (CE) n.º 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas («Reglamento comunitario de concentraciones») (DO L 24 de 29.1.2004, p. 1). Incorporado al Acuerdo EEE en el anexo XIV, capítulo A, punto 1, mediante la Decisión n.º 78/2004 (DO L 219 de 19.6.2004, p. 13 y el Suplemento EEE n.º 32 de 19.6.2004, p. 1).

⁽³⁷⁾ Véase el Asunto IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO (apartado 9) (véase la nota 18).

El GNL frente al gas canalizado

- (45) El gas natural puede transportarse a través de gasoductos ascendentes o en buques en forma de gas natural licuado (en lo sucesivo denominado «GNL»). En 2012, Noruega exportó un volumen de gas aproximado de 112 000 millones de metros cúbicos, de los que 107 000 millones eran gas canalizado y 5 000 millones GNL. ⁽³⁸⁾
- (46) El Gobierno de Noruega sostiene que los suministros de GNL son reemplazables y que compiten directamente con el gas canalizado. Tras regasificar el gas natural licuado, este se puede introducir en la red de conductos de gas natural pudiéndose intercambiar con el gas suministrado por conductos desde los yacimientos ascendentes. Como ejemplo, se menciona Zeebrugge en Bélgica: cuando el gas canalizado procedente de la PCN ha pasado por la terminal de desembarque y después de haber regasificado el GNL en la terminal de GNL de Zeebrugge, ambas fuentes de gas son totalmente reemplazables. Aunque no todos los Estados del EEE cuentan con una infraestructura de regasificación, la capacidad de regasificación ha experimentado un notable aumento durante los últimos años. De hecho, esta capacidad se aproxima a los 200 000 millones de metros cúbicos en el EEE. Con la expansión de la red de gasoductos, cada vez son más los clientes del EEE que tienen acceso al GNL.
- (47) La Comisión Europea ha dejado abierta en sus últimas decisiones la cuestión relativa a si cabe establecer una distinción entre el suministro de GNL y el de gas canalizado ⁽³⁹⁾.
- (48) A los efectos de la presente Decisión, el Órgano también considera oportuno dejar abierta la cuestión acerca de si es necesario establecer tal distinción.

Poder calorífico alto frente a poder calorífico bajo

- (49) En la fase descendente existen redes independientes para la distribución de gas con poder calorífico alto (en lo sucesivo, «PCA») y gas con poder calorífico bajo (en lo sucesivo, «PCB»), y los usuarios finales se conectan a la red de suministro apropiada. El PCA puede convertirse en PCB, y viceversa. Los productores noruegos de gas suministran gas del tipo PCA.
- (50) El Gobierno de Noruega sostiene que el nivel de sustituibilidad entre el gas PCA y PCB debe implicar que estos productos pertenecen al mismo mercado de suministro de gas desde el punto de vista ascendente. También se afirma que el suministro de gas PCB supone un porcentaje relativamente reducido del total de suministro de gas en el EEE, a saber, en torno al 10 %.

⁽³⁸⁾ Véase la carta que el Gobierno de Noruega envió al Órgano con fecha de 15 de febrero de 2012 (ref. n.º 663313, p. 33).

⁽³⁹⁾ Véase la Decisión de la Comisión Europea, de 16 de mayo de 2012, por la que una operación de concentración se declara compatible con el mercado común y el acuerdo EEE (Asunto COMP/M.6477 – BP/CHEVRON/ENI/SONANGOL/TOTAL/JV) (apartado 19). Véanse también el Asunto IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO (apartado 12), la Decisión de Ejecución de la Comisión relativa a los Países Bajos (apartado 13 y la Decisión de Ejecución de la Comisión relativa a Inglaterra, Escocia y Gales (apartado 15) (véase la nota 18).

- (51) A los efectos de la presente Decisión, el Órgano también considera oportuno dejar abierta la cuestión acerca de si es necesario establecer una distinción entre PCA y PCB.

Conclusión sobre la definición de mercado de productos

- (52) Por lo que respecta a la definición de mercado de productos, a los efectos de la presente Decisión, el Órgano considera que existe un mercado para el suministro ascendente de gas (que comprende también el desarrollo y la explotación de gas). Las cuestiones relativas a si el GNL o el gas PCB están incluidos en el mercado de productos de referencia revisten poca importancia para la conclusión de esta Decisión.

Ámbito geográfico

- (53) El Gobierno de Noruega sostiene que las tres directivas que regulan el mercado del gas han creado un mercado liberalizado e integrado del gas natural en Europa Noroccidental. El objetivo de la UE es que los mercados estén totalmente integrados para 2014. Con un mercado único del gas, el Gobierno de Noruega considera que no es importante tener en cuenta las cuotas de mercado de cada uno de los Estados del EEE. Cuando el gas alcance la frontera del mercado interior europeo, según se afirma, circulará libremente hasta llegar donde sea necesario, según las fuentes de suministro y la demanda.

- (54) En lo que respecta a la exportación de gas desde la PCN por gasoductos, en torno a un 70 % se transportó hasta las terminales receptoras de Alemania y el Reino Unido, y el resto hasta las terminales de Bélgica y Francia. El gas canalizado extraído en Noruega se vende a través de conexiones de gasoductos y acuerdos de intercambio a algunos otros Estados del EEE, a saber, a más de diez Estados del EEE en total. En cuanto a la explotación de GNL de la PCN, tradicionalmente se han vendido unos dos tercios al EEE. Esto significa que prácticamente todo el gas noruego se exporta al EEE.

- (55) El Gobierno de Noruega sostiene asimismo que los compradores de gas del EEE tienen a su disposición diversas fuentes de suministro, entre las que se incluye el gas procedente de la UE (por lo general, de Dinamarca, Países Bajos y el Reino Unido) o de países vecinos (por lo general, de Rusia, Argelia y Libia, además de Noruega) o de países más lejanos (por ejemplo, de los países de Oriente Medio o Nigeria, en forma de GNL).

- (56) El Gobierno de Noruega también afirma que los centros petroleros del Reino Unido y del continente europeo tienden cada vez más al estado licuado y que la fijación de precios en los distintos centros revela que se ha conseguido un nivel considerable de integración.

- (57) Por lo que respecta a la definición de mercado geográfico, en sus decisiones anteriores relativas al Reglamento de concentraciones de la UE, la Comisión Europea ha concluido que lo más probable es que esta definición comprenda el EEE, además de las importaciones de gas de Rusia y Argelia, a pesar de que ha dejado abierta la definición en cuestión. En la decisión relativa a las con-

centraciones entre Statoil e Hydro, la Comisión no estimó oportuno decidir si la zona geográfica de referencia apropiada que cabía considerar era: i) el EEE, ii) un espacio que comprendiera los países del EEE a los que se vende el gas extraído en la PCN (directamente por gasoductos o a través de intercambios), o iii) cada uno de los países en los que las partes venden gas⁽⁴⁰⁾. Con independencia de la definición geográfica que se tenga en cuenta, dicha concentración no plantearía inquietudes sobre la competitividad del mercado en el suministro ascendente de gas.

- (58) A los efectos de la presente Decisión, y por las razones que figuran a continuación, el Órgano no considera necesario decidir el alcance exacto del mercado geográfico del gas natural. Dentro de cualquier delimitación razonable del mercado geográfico, el Órgano manifiesta que el sector de que se trata está directamente expuesto a la competencia.

6.3.2 Exposición directa a la competencia

- (59) Cuando se encuentra gas natural (o petróleo), si deciden desarrollar el yacimiento, los licenciatarios están obligados a presentar un plan de desarrollo y operaciones (en lo sucesivo denominado «PDO») del yacimiento al Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega para que este último dé su aprobación. Los yacimientos de la PCN en los que principalmente se explota gas⁽⁴¹⁾ y para los que se ha presentado y aprobado un PDO durante los últimos años son los siguientes:

Año	Descripción (Nombre del yacimiento y licencia)	Beneficiario de la concesión
2008	Yttergryta, PL062	Statoil Petroleum Total E&P Norge Petoro AS Eni Norge
2008	Troll redevelopment, PL054, PL085, PL085C	Petoro AS Statoil Petroleum Norske Shell Total E&P Norge ConocoPhillips
2009	Oselvar, PL274	DONG E&P Norge Bayerngas Norge Noreco Norway
2010	Trym, PL147	Bayerngas Norge DONG E&P Norge
2010	Gudrun, PL025	Statoil Petroleum GDF SUEZ E&P Norge

⁽⁴⁰⁾ Asunto IV/M.4545 – STATOIL/HYDRO, apartado 16 (véase la nota 18).

⁽⁴¹⁾ Habida cuenta de que los yacimientos de la PCN contienen petróleo y gas, el cuadro de esta sección 6.3 incluye los yacimientos en los que se explota gas principalmente. Los yacimientos en los que se explota petróleo principalmente se enumeran en la sección 6.2 anterior.

Año	Descripción (Nombre del yacimiento y licencia)	Beneficiario de la concesión
2010	Marulk, PL122	Statoil Petroleum DONG E&P Norge Eni Norge
2010	Gaupe, PL292	BG Norge Lundin Norway
2011	Valemon, PL050, PL050B, PL050C, PL050D, PL193B, PL193D	Statoil Petroleum Petoro AS Centrica Resources Norge Enterprise Oil Norge
2011	Visund, Sør, PL120	Statoil Petroleum Petoro AS ConocoPhillips Total E&P Norge
2012	Åsgard subsea compression	Petoro AS Statoil Petroleum Eni Norge Total E&P Norge ExxonMobil E&P Norway
2011	Atla, PL102C	Total E&P Norge Petoro AS Centrica Resources Norge Det norske oljesels- kap
2012	Martin Linge, PL040, PL043	Total E&P Norge Petoro AS Statoil Petroleum

(60) Desde 2008 a 2012, se han aprobado PDO para la explotación de gas que comprenden catorce empresas en total. Asimismo, entre 2009 y 2011, se han aprobado PDO que comprenden tres nuevos operadores⁽⁴²⁾. Más de veinticinco empresas que operan en la PCN exportan gas al EEE⁽⁴³⁾.

(61) En 2011, la explotación de gas en Noruega ascendía a 101 400 millones de metros cúbicos, lo que representa un 3,1 % de la producción mundial⁽⁴⁴⁾. Más del 95 % de la producción extraída de la PCN se exporta al EEE a través de gasoductos hasta seis puntos de desembarque en cuatro países (Reino Unido, Alemania, Bélgica y Francia)⁽⁴⁵⁾. Un volumen aproximado de 1 400 billones de metros cúbicos (menos del 2 %) del gas producido en la PCN se había consumido en Noruega.

⁽⁴²⁾ Véase la carta que el Gobierno de Noruega envió al Órgano con fecha de 15 de febrero de 2012 (ref. n° 663313, p. 28).

⁽⁴³⁾ Véase la notificación que el Gobierno de Noruega envió al Órgano con fecha de 5 de noviembre de 2012 (ref. n° 652027, p. 30).

⁽⁴⁴⁾ Véanse las Estadísticas de BP, p. 22.

⁽⁴⁵⁾ Terminales receptoras en: Dornum, Dunquerque, Easington, Emden, St Fergus y Zeebrugge (<http://www.gassco.no/wps/wcm/connect/Gassco-NO/Gassco/Home/norsk-gass/Transportsystemet>).

(62) En la PCN también operan una serie de empresas independientes dedicadas a la explotación de gas. Además, se conceden licencias a nuevas empresas. Las cinco empresas productoras de gas más importantes de la PCN, en términos de nivel de producción anual, son: Petoro, Statoil, Exxon Mobil, Total y Shell. Statoil es la empresa productora de gas más importante de la PCN. La cuota combinada de producción total de gas de las tres empresas productoras de gas más destacadas de la PCN no supera el 50 %⁽⁴⁶⁾.

(63) Los Estados miembros de la UE consumen alrededor de 500 000 millones de metros cúbicos de gas al año. Según Eurogas⁽⁴⁷⁾, en 2011, los suministros de gas de los Estados miembros de la UE representaron el 33 % de los suministros netos totales, seguidos por Rusia (24 %), Noruega (19 %)⁽⁴⁸⁾ y Argelia (9 %), tanto a través de gasoductos como en forma de gas natural licuado. Otras fuentes de distintas partes del mundo aportaron el 15 % restante.

(64) Todos los licenciatarios de la PCN son responsables de vender su propio gas. Las empresas productoras de la PCN tienen contratos de venta de gas suscritos con los compradores en varios Estados miembros de la UE. En 2011, la cuota de consumo total de gas procedente de Noruega en cada uno de los seis Estados miembros de la UE que importan la mayor parte del gas de la PCN se distribuía como sigue⁽⁴⁹⁾:

Estado del EEE	% de consumo de gas suministrado por Noruega
Reino Unido	35 %
Alemania	32 %
Bélgica	34 %
Países Bajos	24 %
Francia	26 %
Italia	14 %

Consumo de gas nacional en el EEE – IHS CERA

⁽⁴⁶⁾ Véase la carta que el Gobierno de Noruega envió al Órgano con fecha de 15 de febrero de 2012 (ref. n° 663313, p. 28).

⁽⁴⁷⁾ Véase el informe estadístico de Eurogas de 2012, p. 1 (http://www.eurogas.org/uploaded/Statistical%20Report%202012_final_211112.pdf).

⁽⁴⁸⁾ De la información enviada al Órgano por el Gobierno de Noruega se desprende que la cifra podría ser algo más elevada. No obstante, en este caso este dato no influye en el resultado de la presente Decisión.

⁽⁴⁹⁾ Las estadísticas sobre el destino del gas natural noruego en el EEE se basan en la nacionalidad de la empresa que adquiere el gas.

- (65) Statoil destaca como el segundo proveedor de gas más importante para el EEE por detrás de Gazprom, con una cuota aproximada del 20 %⁽⁵⁰⁾ del consumo total del EEE. Como puede verse en el cuadro anterior, en los principales Estados del EEE a los que se suministra gas de Noruega, los proveedores que operan en la PCN compiten con los proveedores que suministran gas procedente de otras zonas geográficas. En consecuencia, los compradores mayoristas de estos Estados del EEE disponen de fuentes de suministro alternativas al gas procedente de la PCN. Esto se ilustra mejor con las estadísticas recopiladas por Eurogas (cuadro siguiente), que revelan que, además del gas noruego, los Estados miembros de la UE recibían suministros de gas de producción propia, así como de Rusia, Argelia, Qatar y otras fuentes:

SUMINISTROS DE GAS NATURAL EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE EUROGAS Y LA UE, 2011⁽¹⁾

TWh	Explotación indígena	Rusia	Noruega	Argelia	Qatar	Otras fuentes (*)	Variación de existencias (**)	Otros saldos	Suministros netos totales	% variación 2011/2010
Alemania	137,3	336,9	303,1	0,0	0,0	110,2	- 22,8	0,0	864,7	- 11 %
Austria	18,8	59,8	14,5	0,0	0,0	29,4	- 22,1	- 4,9	95,6	- 6 %
Bélgica	0,0	3,4	82,4	0,0	30,8	66,9	- 0,2	0,0	183,3	- 15 %
Bulgaria	4,2	29,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	- 1,4	32,3	11 %
Dinamarca	81,7	0,0	0,0	0,0	0,0	- 31,9	- 1,8	- 7,4	40,6	- 18 %
Eslovaquia	1,0	62,4	0,0	0,0	0,0	- 5,7	0,2	- 0,1	57,7	- 3 %
Eslovenia	0,0	5,3	0,0	2,6	0,0	0,9	- 0,1	0,1	8,8	- 16 %
España	1,9	0,0	13,9	147,4	51,5	160,4	- 4,5	1,6	372,2	- 7 %
Estonia	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	- 10 %
Finlandia	0,0	43,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43,4	- 12 %
Francia	6,5	72,6	182,9	66,7	37,4	135,0	- 22,4	- 1,5	477,2	- 13 %
Grecia	0,0	30,3	0,0	8,7	1,9	10,5	- 0,1	- 0,1	51,2	23 %
Hungría	32,5	72,6	0,0	0,0	0,0	5,6	14,0	- 0,6	124,2	- 6 %
Irlanda	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	51,1	0,0	0,0	53,2	- 12 %
Italia	88,5	247,1	38,6	242,8	65,7	149,0	- 8,2	0,9	824,4	- 6 %
Letonia	0,0	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	- 13 %
Lituania	0,0	57,0	0,0	0,0	0,0	- 21,9	- 0,1	0,0	35,0	9 %
Luxemburgo	0,0	3,2	6,9	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	13,4	- 13 %
Países Bajos	746,7	44,0	129,0	0,9	3,7	- 481,6	0,0	15,8	458,3	- 10 %

⁽⁵⁰⁾ Este volumen de ventas incluye las ventas de Statoil en nombre de Petoro/SDFI.

TWh	Explotación indígena	Rusia	Noruega	Argelia	Qatar	Otras fuentes (*)	Variación de existencias (**)	Otros saldos	Suministros netos totales	% variación 2011/2010
Polonia	47,6	102,7	0,0	0,0	0,0	17,4	- 8,4	- 1,4	157,9	2 %
Portugal	0,0	0,0	0,0	21,6	0,0	36,9	0,0	0,0	58,5	0 %
Reino Unido	526,7	0,0	244,2	2,6	230,6	- 76,7	- 22,6	- 0,1	904,7	- 17 %
República Checa	1,4	63,3	12,2	0,0	0,0	23,2	- 10,0	- 4,6	85,5	- 10 %
Rumanía	117,0	34,2	0,0	0,0	0,0	0,0	- 0,4	0,0	150,8	3 %
Suecia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,9	0,0	0,0	14,9	- 20 %
UE	1 813,9	1 290,1	1 027,7	493,3	421,6	196,8	- 109,2	- 3,7	5 130,5	- 10 %
% variación 2011/10	- 11 %	2 %	- 3 %	- 8 %	21 %	- 45 %	- 199 %	- 78 %	- 10 %	
Suiza	0,0	7,6	7,3	0,0	0,0	19,6	0,0	0,0	34,5	- 10 %
Turquía	8,1	270,3	0,0	44,2	0,0	144,7	0,0	2,4	469,7	18 %

(¹) Este cuadro se ha extraído del informe estadístico de Eurogas de 2012, p. 6.

Unidades: teravatios/hora (poder calorífico bruto).

Nota: Las cifras son las mejores estimaciones disponibles en el momento de la publicación.

(*) Incluidas las exportaciones netas.

(**) (-) Inyección / (+) Extracción.

(66) Los Estados miembros de la UE con el mayor porcentaje de gas procedente de Noruega disponen de fuentes de suministro alternativas, entre las que destacan:

— En el Reino Unido, donde el gas procedente de la PCN representa un 35 % aproximadamente, existe una considerable producción nacional de gas, si bien ha disminuido desde el año 2000 (⁵¹). Las importaciones de GNL en el Reino Unido han aumentado considerablemente durante los últimos años (⁵²).

— En Bélgica, donde el gas procedente de la PCN representa aproximadamente un 34 %, el GNL se regasifica en la terminal de GNL de Zeebrugge y es reemplazable por el gas canalizado.

— En Alemania, donde el gas procedente de la PCN representa aproximadamente un 32 %, los dos gasoductos Nord Stream de Rusia se inauguraron en 2011 y 2012, respectivamente, de forma que ofrecen una nueva fuente de suministro de gas procedente de Rusia. El Gobierno de Noruega opina que lo más probable es que la apertura de estos gasoductos aumente la competencia entre el gas noruego y el ruso, ya que ello aumenta la diversificación del abastecimiento para Europa.

(67) Los compradores mayoristas deben cumplir los compromisos que han contraído en virtud de los contratos a largo plazo que han suscrito con los proveedores de gas noruegos. Tras haber satisfecho dichos compromisos, los compradores mayoristas tienen plena libertad para cambiar a fuentes de suministro alternativas, como el gas canalizado al contado o el GNL al contado, o bien pueden ampliar los volúmenes adquiridos en virtud de contratos a largo plazo con otros proveedores. Los últimos contratos de venta tienden a tener una duración más corta. Según sostiene el Gobierno de Noruega, el mercado al contado reviste cada vez más importancia con un número cada vez mayor de centros de gas licuado tanto

(⁵¹) «Digest of UK energy statistics' ("DUKES") 2012» (Resumen de las estadísticas de energía del Reino Unido 2012 ("DUKES"), Departamento de Energía y Cambio Climático, Capítulo 4 (Gas natural) (https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65800/5954-dukes-2012-chapter-4-gas.pdf), p. 95.

(⁵²) DUKES (véase la nota 50), p. 95.

en el Reino Unido como en el continente europeo. Asimismo, en la UE, la capacidad de regasificación ha aumentado más del doble en los cinco últimos años. En 2011, el 25 % de las importaciones netas de gas de la UE correspondían a GNL, con el siguiente desglose por Estados miembros de la UE:

SUMINISTROS DE GNL EN LOS PAÍSES MIEMBROS DE EURO-GAS Y LA UE, 2011 ⁽¹⁾

TWh	LNG Net-Imports	% Change 2011/2010
Belgium	49,8	- 19 %
France	163,9	5 %
Greece	13,5	5 %
Italy	94,2	- 2 %
Netherlands	9,5	
Portugal	34,7	7 %
Spain	257,2	- 18 %
United Kingdom	270,7	33 %
EU	893,5	2 %
Turkey	68,9	- 21 %

⁽¹⁾ Este cuadro se ha extraído del informe estadístico de Eurogas de 2012, p. 7.

Unidades: teravatios/hora (poder calorífico bruto).

- (68) La presión competitiva a la que está sometido el mercado del gas natural también es fruto de la existencia de productos alternativos al gas (como el carbón o las energías renovables).
- (69) Todos los gasoductos importantes desde la PCN hasta el continente europeo y el Reino Unido son propiedad de Gassled ⁽⁵³⁾. El acceso a la red ascendente de gasoductos lo gestiona Gassco AS, una empresa cuya plena titularidad corresponde al Estado noruego. Gassco AS no posee ninguna cuota ni capacidad alguna en la red ascendente de gasoductos y actúa de manera independiente para conceder acceso a la capacidad disponible. El sistema de transporte de gas es neutral para todos los operadores que necesitan transportar gas natural. Las empresas productoras y los usuarios cualificados tienen derecho a acceder al sistema con arreglo a unas condiciones no discriminatorias, objetivas y transparentes. Los usuarios tienen acceso a la capacidad del sistema en función de sus necesidades de transporte de gas ⁽⁵⁴⁾. Por consiguiente, los operadores de gas existentes y nuevos de la PCN

⁽⁵³⁾ Gassled es una empresa en participación no constituida como sociedad regulada conforme a la legislación noruega. Cada uno de los propietarios de Gassled tiene un interés indiviso, que se corresponde con su respectivo interés de participación, en todos los derechos y obligaciones de la empresa (véase la notificación que el Gobierno de Noruega envió al Órgano con fecha de 5 de noviembre de 2012, ref. n.º 652027, pp. 7-8).

⁽⁵⁴⁾ Véase el documento técnico «An industry for the future – Norway's petroleum activities» (*Una industria para el futuro: Actividades petroleras en Noruega*). (Meld. St. 28 (2010-2011) Informe para el Parlamento noruego (Storting), p. 68).

pueden acceder a la red ascendente de gasoductos y pueden suministrar gas a los clientes compitiendo con otros operadores de la PCN.

- (70) En vista de lo anterior, el Órgano concluye que no hay ningún indicador de que el sector no está funcionando conforme al impulso del mercado y, por ello, también concluye que la producción de gas natural en la PCN está directamente sometida a la competencia en el sentido de la Directiva 2004/17/CE.

III. CONCLUSIÓN

- (71) El Órgano considera que las siguientes actividades desarrolladas en Noruega y, en particular en la Plataforma Continental Noruega, están directamente sometidas a la competencia en el sentido del artículo 30, apartado 1, de la Directiva 2004/17/CE:

- a) prospección de petróleo y gas natural;
- b) explotación de petróleo y
- c) producción de gas natural.

- (72) Habida cuenta de que se considera que se cumple la condición del acceso al mercado sin limitaciones, la Directiva 2004/17/CE no debe aplicarse cuando los poderes adjudicadores adjudiquen contratos destinados a permitir el desarrollo de los servicios citados en las letras a), b) y c) de los apartados 2 y 71 de esta Decisión en Noruega y, en particular, en la Plataforma Continental Noruega.

- (73) La presente Decisión se basa en la situación de hecho y de derecho existente en marzo de 2013 según la información facilitada por el Gobierno de Noruega. Puede revisarse en caso de que, como consecuencia de cambios significativos en la situación de hecho o de derecho, dejen de cumplirse las condiciones de aplicabilidad previstas en el artículo 30, apartado 1, de la Directiva 2004/17/CE.

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Artículo 1

El Acto mencionado en el punto 4 del anexo XVI del Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo, por el que se establecen los procedimientos para la adjudicación de contratos públicos en el sector de los servicios públicos (Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 de marzo de 2004, sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales), no se aplicará a los contratos adjudicados por las entidades adjudicadoras y destinados a permitir que los siguientes servicios se desarrollen en Noruega y, en particular, en la Plataforma Continental Noruega.

- a) prospección de petróleo y gas natural;
- b) explotación de petróleo y
- c) producción de gas natural.

Artículo 2

El destinatario de la presente Decisión será el Reino de Noruega.

Hecho en Bruselas, el 30 de abril de 2013.

Por el Órgano de Vigilancia de la AELC

Sverrir Haukur GUNNLAUGSSON
Miembro del Colegio

Markus SCHNEIDER
Director en funciones
